

# **BÁO CÁO THỰC TẬP**

Bui Trong Nghia

Ngày 28 tháng 7 năm 2018

## LỜI CẢM ƠN

Thành công của một cá nhân luôn luôn gắn liền với sự giúp đỡ, hỗ trợ dù ít hay nhiều, dù trực tiếp hay gián tiếp của những người khác. Trong suốt quãng đường từ khi em mới bắt đầu học tập tại giảng đường trường Đại Học Dầu Khí Việt Nam cho đến nay, em đã nhận được rất nhiều sự quan tâm giúp đỡ của các quý Thầy Cô, gia đình và bạn bè.

Với lòng biết ơn sâu sắc nhất, em xin gửi đến quý Thầy Cô ở khoa Dầu Khí – trường Đại Học Dầu Khí Việt Nam đã cùng với tri thức và tâm huyết của mình để truyền đạt vốn kiến thức quý báu cho chúng em trong suốt thời gian học tập tại trường. Và đặc biệt, trong học kì này, khoa đã tạo điều kiện cho em thực tập tại phòng Công nghệ mỏ, Công ty Dầu khí Việt - Nhật.

Em cũng xin chân thành cảm ơn ban lãnh đạo và các Anh, Chị trong JVPC, đặc biệt là anh Hà Anh Dũng và anh Nguyễn Phúc Huy đã giúp đỡ nhiệt tình, tạo điều kiện thuận lợi nhất để em có thể hoàn thành tốt thời gian thực tập này. Vì là lần đầu tiên em được thực tập tại quý công ty nên không thể tránh được những thiếu sót trong quá trình học tập, em rất mong nhận được sự bỏ qua và những ý kiến đóng góp của Anh, Chị giúp em hoàn thiện hơn.

Bài báo cáo thu hoạch được thực hiện trong khoảng thời gian hai tuần. Bước đầu tìm hiểu về lĩnh vực công nghệ mỏ trong thực tế. Bởi vì kiến thức còn hạn chế và còn nhiều ngỡ ngàng, do vậy, không tránh khỏi thiếu sót là điều chắc chắn. Em rất mong nhận được những ý kiến quý báu của quý Thầy Cô và các bạn học cùng lớp để kiến thức của em trong lĩnh vực này được ngày một hoàn thiện hơn.

Sau cùng, em xin kính chúc quý Thầy Cô khoa Dầu khí, trường Đại Học Dầu Khí Việt Nam và toàn thể Anh, Chị phòng Công nghệ mỏ, Công ty Dầu khí Việt - Nhật dồi dào sức khỏe và đạt được nhiều thành công trong công việc.

Trân trọng.

# Mục lục

<b>CHƯƠNG 1</b>	<b>KHÁI QUÁT VỀ ĐƠN VỊ THỰC TẬP</b>	<b>1</b>
1.1	Tổng quan, lịch sử hình thành, cơ cấu tổ chức và chức năng nhiệm vụ của Công ty Liên doanh JVPC . . . . .	1
1.1.1	Tổng quan . . . . .	1
1.1.2	Lịch sử hình thành . . . . .	1
1.1.3	Lịch sử phát triển Lô 15-2 . . . . .	2
1.1.4	Cơ cấu tổ chức . . . . .	3
1.1.5	Chức năng, nhiệm vụ . . . . .	4
1.2	Phòng Công nghệ mỗ . . . . .	4
<b>CHƯƠNG 2</b>	<b>KẾT QUẢ THỰC TẬP</b>	<b>5</b>
2.1	Nội dung công việc được giao . . . . .	5
2.1.1	Nội dung và mục tiêu . . . . .	5
2.1.2	Phương pháp tiến hành, tiến độ và kết quả . . . . .	6
2.1.3	Tự nhận xét về mức độ hoàn thành công việc được giao . . . . .	6
2.2	Những kiến thức, kĩ năng và kinh nghiệm thu được . . . . .	6
<b>CHƯƠNG 3</b>	<b>NỘI DUNG KẾT QUẢ THỰC TẬP</b>	<b>7</b>
3.1	Phân tích thử vĩa . . . . .	7

3.1.1	Tổng quan . . . . .	7
3.1.2	Phân tích thử vỉa bằng phần mềm PanSystem . . . . .	8
3.1.2.1	PanSystem . . . . .	8
3.1.2.2	Thực hành với PanSystem . . . . .	9
3.2	Phương trình cân bằng vật chất . . . . .	17
3.2.1	Tổng quan . . . . .	17
3.2.2	Dự đoán đặc tính vỉa bằng MBAL . . . . .	20
3.2.2.1	Petroleum Experts và mô đun MBAL . . . . .	20
3.2.2.2	Thực hành với MBAL . . . . .	21
3.3	Mô phỏng vỉa . . . . .	40
3.3.1	Tổng quan . . . . .	40
3.3.2	Mô phỏng vỉa với phần mềm ECLIPSE . . . . .	42
3.3.2.1	ECLIPSE . . . . .	42
<b>CHƯƠNG 4</b>	<b>KẾT LUẬN VÀ KIẾN NGHỊ</b>	<b>44</b>
4.1	Kết luận . . . . .	44
4.2	Kiến nghị . . . . .	44

# Danh sách hình vẽ

3.1	Giao diện phần mềm . . . . .	9
3.2	Nhập số liệu . . . . .	10
3.3	Nhập Rate Changes . . . . .	11
3.4	Lựa chọn lưu chất phân tích . . . . .	12
3.5	Nhập thông số bán kính giếng . . . . .	13
3.6	Các thông số vỉa . . . . .	14
3.7	Các thông số dầu . . . . .	15
3.8	Đồ thị Semi-log và kết quả tính toán . . . . .	16
3.9	Đồ thị Log-log . . . . .	17
3.10	Vỉa giả sử . . . . .	18
3.11	Mô hình cân bằng vật chất . . . . .	18
3.12	Giao diện MBAL . . . . .	21
3.13	Công cụ phân tích MBA . . . . .	22
3.14	Các thông số từ thí nghiệm PVT . . . . .	23
3.15	Lựa chọn tương quan tính toán . . . . .	24
3.16	Các thông số ban đầu . . . . .	25
3.17	Water Influx . . . . .	26
3.18	Độ nén đá . . . . .	27

3.19	Độ thấm tương đối . . . . .	28
3.20	Lịch sử khai thác . . . . .	29
3.21	Cơ chế năng lượng vữa . . . . .	30
3.22	Phương pháp Graphical . . . . .	31
3.23	Phương pháp Analytical . . . . .	31
3.24	Đồ thị Campbell . . . . .	32
3.25	Lựa chọn mô hình Water Influx . . . . .	33
3.26	Cơ chế năng lượng vữa . . . . .	34
3.27	Phương pháp Graphical . . . . .	34
3.28	Phương pháp Analytical . . . . .	35
3.29	Lưu lượng tầng nước đáy . . . . .	35
3.30	Thực hiện hồi quy tính chỉnh dữ liệu đầu vào . . . . .	36
3.31	Kết quả sau hồi quy . . . . .	37
3.32	Cơ chế năng lượng vữa . . . . .	38
3.33	Phương pháp Graphical . . . . .	38
3.34	Phương pháp Analytical . . . . .	39
3.35	Lưu lượng tầng nước đáy . . . . .	39
3.36	Quy trình mô phỏng vữa . . . . .	42

# **Chương 1**

## **KHÁI QUÁT VỀ ĐƠN VỊ THỰC TẬP**

### **1.1 Tổng quan, lịch sử hình thành, cơ cấu tổ chức và chức năng nhiệm vụ của Công ty Liên doanh JVPC**

#### **1.1.1 Tổng quan**

Tên đầy đủ: Công ty Liên doanh Dầu khí Việt - Nhật.

Tên tiếng anh: Japan Vietnam Petroleum Company.

Tên gọi tắt: JVPC

Trụ sở văn phòng: Tầng 7, tòa nhà PetroVietnam, số 8 đường Hoàng Diệu, tp. Vũng Tàu, tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu.

#### **1.1.2 Lịch sử hình thành**

Công ty TNHH Dầu khí Việt Nhật (JVPC) được thành lập và hoạt động tại Việt Nam từ năm 1992. Sau những năm đầu thực hiện xây dựng cơ sở vật chất phục vụ việc hoạt động khai thác dầu thô, đến năm 1998 JVPC đã khai thác thùng dầu đầu tiên, năm 2005 khai

thác thùng dầu thứ 100 triệu, năm 2006 bắt đầu hoạt động thu gom khí đồng hành, đến cuối tháng 8-2007 đạt sản lượng khai thác 138 triệu thùng dầu và 2,7 tỷ m<sup>3</sup> khí đồng hành. Sau hơn 20 năm hoạt động tại Việt Nam, JVPC đã khẳng định được vị thế và uy tín trong ngành dầu khí Việt Nam. Trong quá trình hoạt động, JVPC luôn bảo đảm công tác an toàn và bảo vệ môi trường, thực hiện tốt nghĩa vụ nộp thuế. Bên cạnh hoạt động sản xuất, JVPC còn tích cực tham gia các hoạt động xã hội từ thiện trên địa bàn tỉnh Bà Rịa-Vũng Tàu.

### **1.1.3 Lịch sử phát triển Lô 15-2**

1992 Kí kết hợp đồng quản lý khai thác (PSC) ở Lô 15-2 với PetroVietnam

1994 Khoan giếng thăm dò đầu tiên

1996 Tuyên bố khả năng thương mại của mỏ Rạng Đông

1997 PVEP tham gia vào dự án

1998 Dòng dầu đầu tiên tại đầu giếng WHP-N1

2000 ConocoPhillips tham gia vào dự án

2001 Bắt đầu khai thác khí đồng hành

2002 Dòng dầu đầu tiên tại các đầu giếng WHP-E1, WHP-S1. Thùng dầu thứ 50 triệu vào ngày 3 tháng 9.

2003 Ứng dụng các phương pháp khai thác bơm ép khí, nước.

2005 Dòng dầu đầu tiên tại WHP-C1. Thùng dầu thứ 100 triệu vào ngày 12 tháng 6.

2006 Áp dụng công nghệ khai thác khí sạch



- 2007 Tuyên bố khả năng thương mại của mỏ Phương Đông
- 2008 Dòng dầu đầu tiên tại mỏ Phương Đông. Thùng dầu thứ 150 triệu ngày 21 tháng 7.
- 2012 Hoàn thành đầu giếng khai thác WHP-E1A
- 2014 Thùng dầu thứ 200 triệu vào ngày 8 tháng 7. Áp dụng công nghệ khai thác dầu tăng cường cho mỏ Rạng Đông
- 2017 Kỷ niệm 25 năm ngày bắt đầu các hoạt động tìm kiếm, thăm dò và khai thác tại Lô 15-2 trên vùng biển Việt Nam.

#### **1.1.4 Cơ cấu tổ chức**

Bộ máy Công ty Liên doanh Dầu khí Việt - Nhật bao gồm:

1. General Director - Mr. Yuri Kurata
2. Deputy General Director - Mr. Nguyen Hoai Anh
3. General Affairs Department - Ms. Nguyen Thi Thu
4. Contract & Business Development Department - Mr. Do Ngoc Thanh
5. HSE & Offtake Operations Department - Mr. Nguyen Hoai Anh
6. Technical Department - Mr. Nguyen Chu Chuyen
7. Well Operation Department - Mr. Ha The Giang
8. Production Operation Department - Mr. Tran Van Hien

### **1.1.5 Chức năng, nhiệm vụ**

Điều hành quản lý các hoạt động khoan, khai thác và phát triển của các giếng khoan ở hai mỏ Rạng Đông và Phương Đông thuộc Lô 15-2 bể Cửu Long Thềm lục địa Việt Nam.

## **1.2 Phòng Công nghệ mỏ**

1. Group Manager - Mr. Takahiro Murakami
2. Senior Reservoir Engineer - Mr. Alexandre Charles Henri Nappez
3. Senior Reservoir Engineer - Mr. Vu Thanh
4. Reservoir Engineer - Mr. Dao Cong Thien
5. Reservoir Engineer - Mr. Shin Kamioka
6. Reservoir Engineer - Mr. Ha Minh Dung
7. Reservoir Engineer - Mr. Nguyen Phuc Huy
8. Reservoir Engineer - Ms. Aiko Imai
9. Reservoir Engineer - Mr. Kazuaki Mikami
10. Administrator - Ms. Le Thi Lan Huong

## **Chương 2**

# **KẾT QUẢ THỰC TẬP**

### **2.1 Nội dung công việc được giao**

#### **2.1.1 Nội dung và mục tiêu**

##### **Nội dung:**

- Phân tích thử vữa
- Phân tích cân bằng vật chất
- Mô phỏng vữa

##### **Mục tiêu**

- Tìm hiểu cơ bản về phân tích thử vữa
- Tìm hiểu cơ bản về phương trình cân bằng vật chất
- Tìm hiểu cơ bản về phân tích, mô phỏng vữa

### **2.1.2 Phương pháp tiến hành, tiến độ và kết quả**

**Phương pháp tiến hành:** Tìm hiểu lý thuyết và thực tiễn thông qua sự hướng dẫn của hướng dẫn viên.

**Tiến độ:**

- Tuần 1: Phân tích thử vữa
- Tuần 2: Phân tích cân bằng vật chất
- Tuần 3: Mô phỏng vữa
- Tuần 4: Tổng hợp báo cáo

**Kết quả:** Hiểu được mục tiêu cơ bản của công nghệ mở.

### **2.1.3 Tự nhận xét về mức độ hoàn thành công việc được giao**

Hoàn thành cơ bản công việc được giao.

## **2.2 Những kiến thức, kỹ năng và kinh nghiệm thu được**

- Tính toán cân bằng vật chất, trữ lượng dầu, khí ban đầu trong một dầu khí.
- Xác định cơ chế khai thác.
- Xác định chất lưu trong vữa và sự phân bố của chúng.
- Cơ bản về mô phỏng vữa.

## Chương 3

# NỘI DUNG KẾT QUẢ THỰC TẬP

### 3.1 Phân tích thử vỉa

#### 3.1.1 Tổng quan

Phân tích thử vỉa (Well test) là một hoạt động quan trọng để xác định tính chất vỉa và tính chất giếng thông qua sự thay đổi của áp suất tương ứng với sự thay đổi của lưu lượng theo thời gian. Dựa trên sự thay đổi của áp suất, ta có thể tính toán được các thông số như hệ số nhiễm bẩn thành hệ (hệ số skin), độ thấm vỉa. Những thông số này rất quan trọng trong việc xác định các tính chất của dòng chảy trong vỉa và trong giếng, đồng thời mô tả khả năng thu hồi dầu tăng cường của vỉa đó.

Một số ứng dụng của well test:

- Xác định chất lưu trong vỉa và sự phân bố của chúng
- Xác định độ thấm vỉa
- Các điều kiện vỉa ban đầu: áp suất, nhiệt độ

- Điều kiện hoàn thiện giếng, nhiễm bẩn thành hệ và kích thích vỉa (Hệ số skin, chỉ số khai thác)
- Xác định các đặc tính của ở vùng lân cận giếng: tập cát, đứt gãy ...

Phân tích thử vỉa chủ yếu được dựa trên phương trình phân tán hướng tâm:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} r \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\phi \rho c}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (3.1)$$

### 3.1.2 Phân tích thử vỉa bằng phần mềm PanSystem

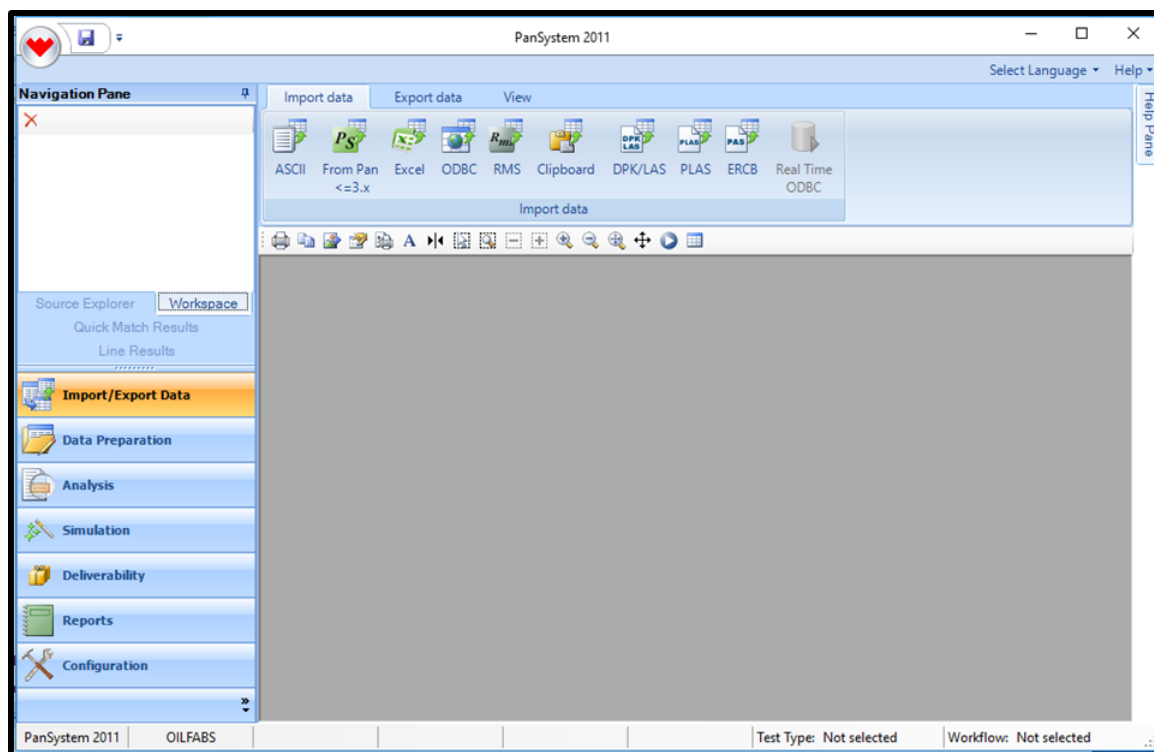
#### 3.1.2.1 PanSystem

PanSystem được ứng dụng để giải quyết những vấn đề:

- Chuẩn bị và chỉnh sửa các dữ liệu thô ghi nhận được từ các đồng hồ đo áp suất và các thiết bị lòng giếng
- Phân tích, kiểm tra và so sánh dữ liệu mới ghi nhận với các dữ liệu lịch sử bằng hai phương pháp Analytical và Numerical.
- Phân tích, kiểm tra và so sánh dữ liệu áp suất, lưu lượng khai thác với các dữ liệu lịch sử bằng phương pháp đường cong áp suất suy giảm (Pressure Decline Analysis)
- Phân tích, so sánh các dữ liệu thăm dò với dữ liệu quan sát được trong thực tế
- Tính toán khả năng khai thác của giếng để đưa ra những phương án khai thác hợp lý
- Thiết kế thử vỉa.

### 3.1.2.2 Thực hành với PanSystem

Thực hiện phân tích drawdown trên phần mềm PanSystem có giao diện như Hình 3.1.



Hình 3.1: Giao diện phần mềm

Tạo file và nhập số liệu thô như Hình 3.2 (Số liệu được tham khảo trong Applied Modern Welltest).

Data File: C:\Users\Black\AppData\Roaming\Weatherford\PanSystem\data\clipboard.tpt

File name:  Show Preview...

☒ Space/Tab delimited  
☐ Fixed column widths

☐ Date DMY  
☒ Time Hours ☐ 24 hr. update  
☐ Gauge Pressure psia Units  
☐ Skip (do not import)  
☐ Set all skips to other gauge default

Number of lines in header:

Column Name:   
☒ Set automatically

Time	Pressure
0.001	2748.95
0.0021	2745.62
0.0034	2744.63
0.0048	2745.49
0.0064	2741.7
0.0082	2742
0.0102	2736.69
0.0125	2737.26
0.0151	2733.72
0.018	2729.13
0.0212	2724.23
0.0249	2720.57
0.029	2715.83
0.0336	2710.7
0.0388	2706.63
0.0447	2698.17
0.0512	2692.75
0.0587	2684.56
0.067	2676.82
0.0764	2665.33

Left button to select a column

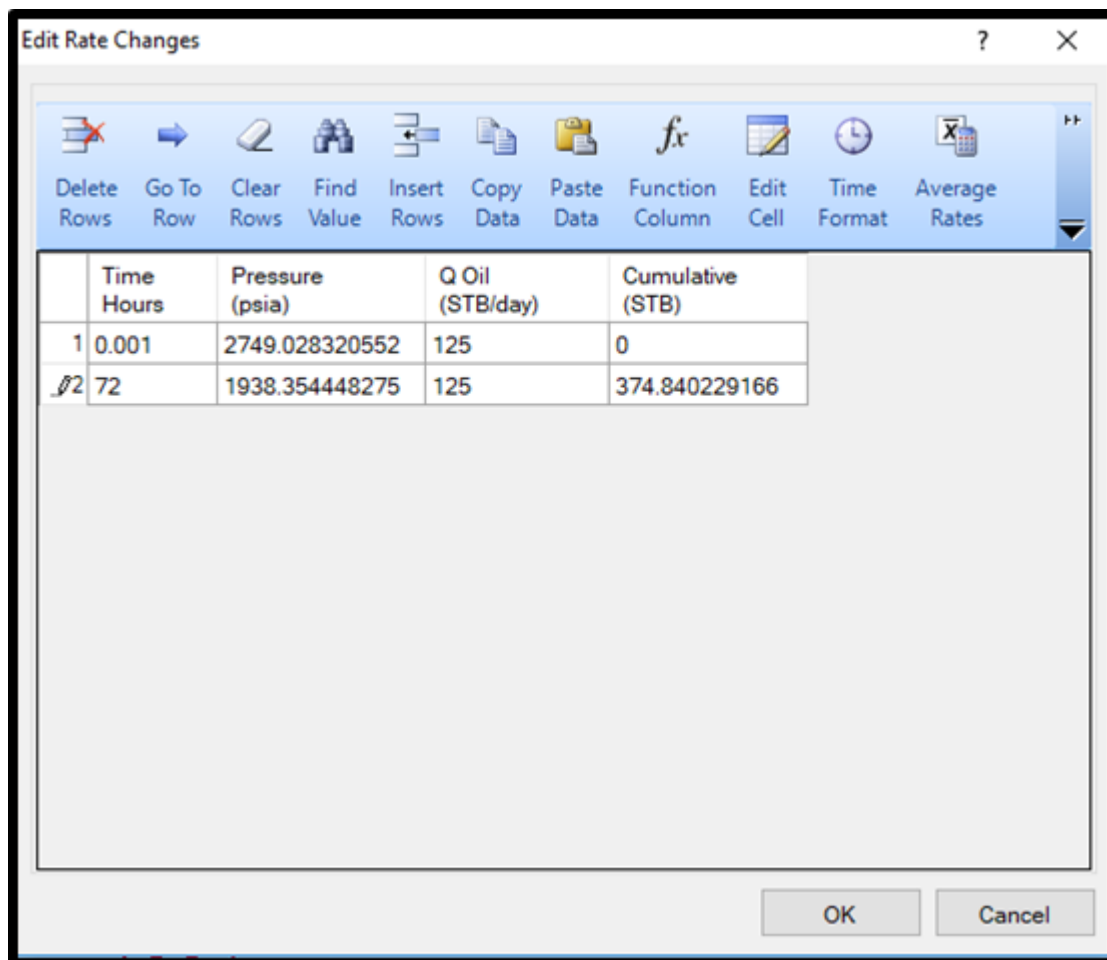
Save template  
Load template

Import & Plot Import Cancel

Hình 3.2: Nhập số liệu

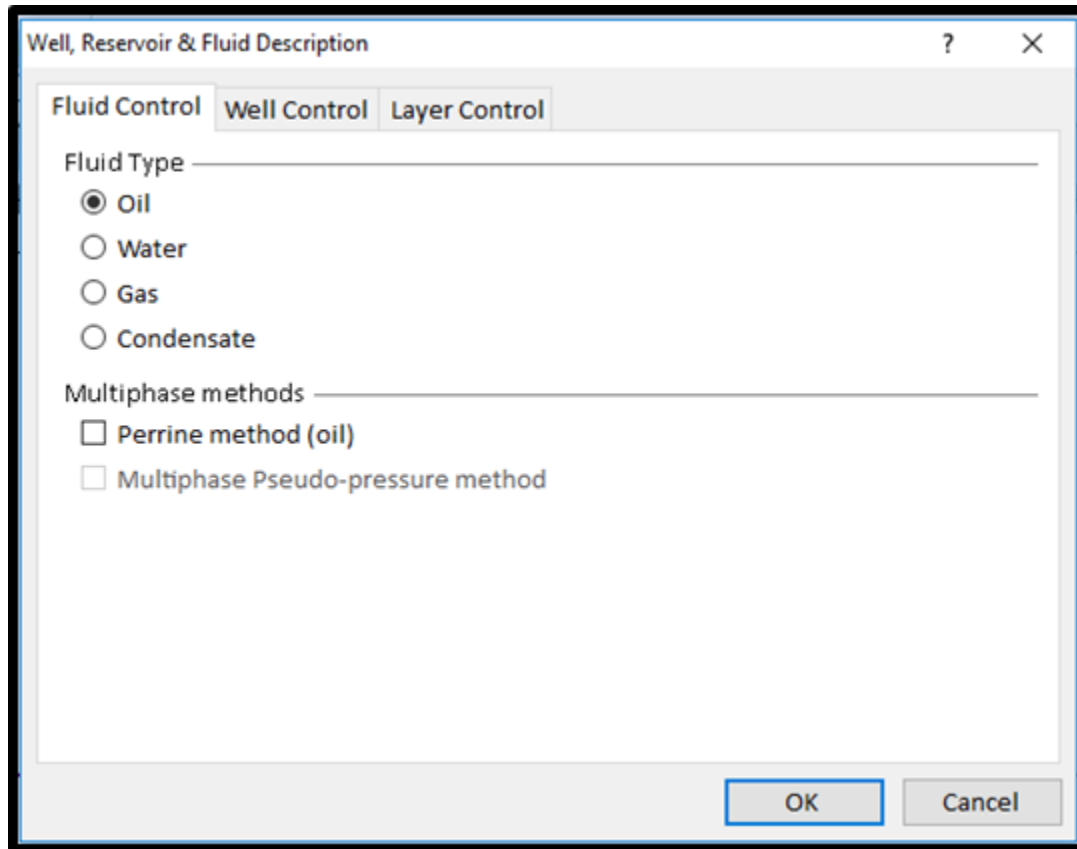


Tại thẻ **Rate Changes** nhập lại các giá trị cần thiết như Hình 3.3 để chỉ rõ được **Time Period**.



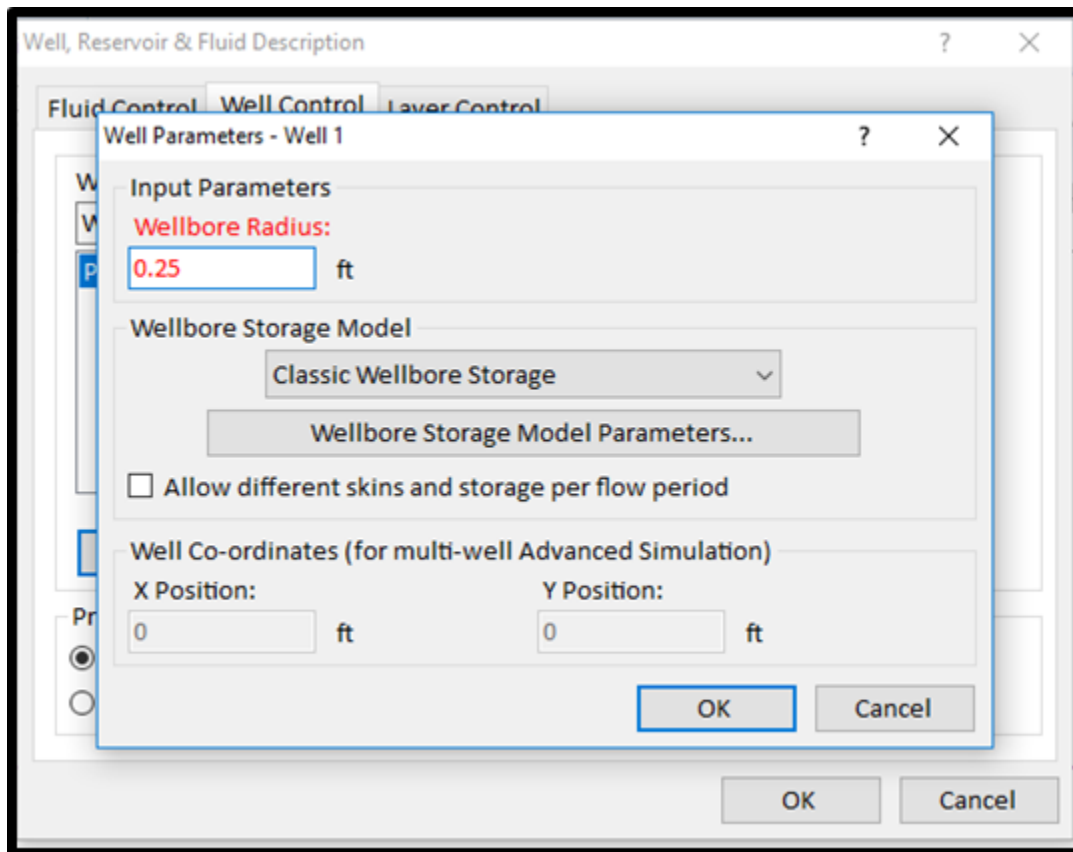
Hình 3.3: Nhập Rate Changes

Sau khi đã thay đổi Rate changes tiếp tục nhập các thông số cần thiết khác tại thẻ **Data Preparation/ Well, reservoir & fluid description/ Analytical Model**.



Hình 3.4: Lựa chọn lưu chất phân tích

Đi đến thẻ **Well control/ Well parameters** nhập thông số bán kính giếng, Hình 3.5.



Hình 3.5: Nhập thông số bán kính giếng

Tại thẻ **Layer control/ Layer parameters** nhập các thông số vỉa (Độ dày và độ rỗng) như Hình 3.6.

Layer parameters - Layer 1 Interpretation 1

**Formation Thickness:**  
32 ft

**Porosity:**  
0.22 decimal fraction

**Layer Pressure:**  
0 psia

**Layer Temperature:**  
0 deg F

**Water Saturation:**  
0 decimal fraction

**Gas Saturation:**  
0 decimal fraction

**Rock Compressibility:**  
0.0000e+000 psi-1

**Total Compressibility:**  
0.0000e+000 psi-1

**Reservoir Model (vertical well)**  
Model: Radial homogeneous

Model parameters...  
Dual-porosity block type...

☐ Allow different skins and storage per flow period

**Relative Permeability**  
For multi-phase pseudo-pressure method  
Relative Permeability

OK Cancel

Hình 3.6: Các thông số vỉa

Tại thẻ **Layer control/ Layer Fluid parameters** nhập các thông số hệ số thể tích thành hệ, độ nhớt của dầu và hệ số nén tổng, Hình 3.7.

**Oil Fluid Parameters - Layer 1**

Oil Fluid Parameters

Produced GOR: 0 scf/STB      Water Cut: 0 decimal fraction      Check pressure: 0 psia      Check temperature: 0 deg F

☐ Use Correlations

Oil gravity: 0 API      Bo, Pb, Rs: Glaso  
 Gas specific gravity: 0 sp grav      Oil viscosity: Beal et al  
 Water salinity: 0 ppm      Gas viscosity: Carr et al

Formation Compressibility Calculation: Hall Correlation

Young's Modulus (E): 0 psi  
 Poisson's Ratio (Nu): 0

**Oil Properties**  
☒ Bo: 1.152 RB/STB  
☒ Uo: 2.122 cp  
☒ Co: 0.0000e+000 psi-1  
 po: 0 lb/ft3

**Water Properties**  
☒ Bw: 0 RB/STB  
☒ Uw: 0 cp  
☒ Cw: 0.0000e+000 psi-1  
 pw: 0 lb/ft3

**Gas Properties**  
☒ Bg: 0 ft3/scf  
☒ Ug: 0 cp  
☒ Cg: 0.0000e+000 psi-1  
 pg: 0 lb/ft3

Solution GOR (Rs): 0 scf/STB      Bubble Point (Pb): 0 psia

Formation and Total compressibilities  
☒ Cf: 0.0000e+000 psi-1      ☒ Ct: 1.09e-5 psi-1

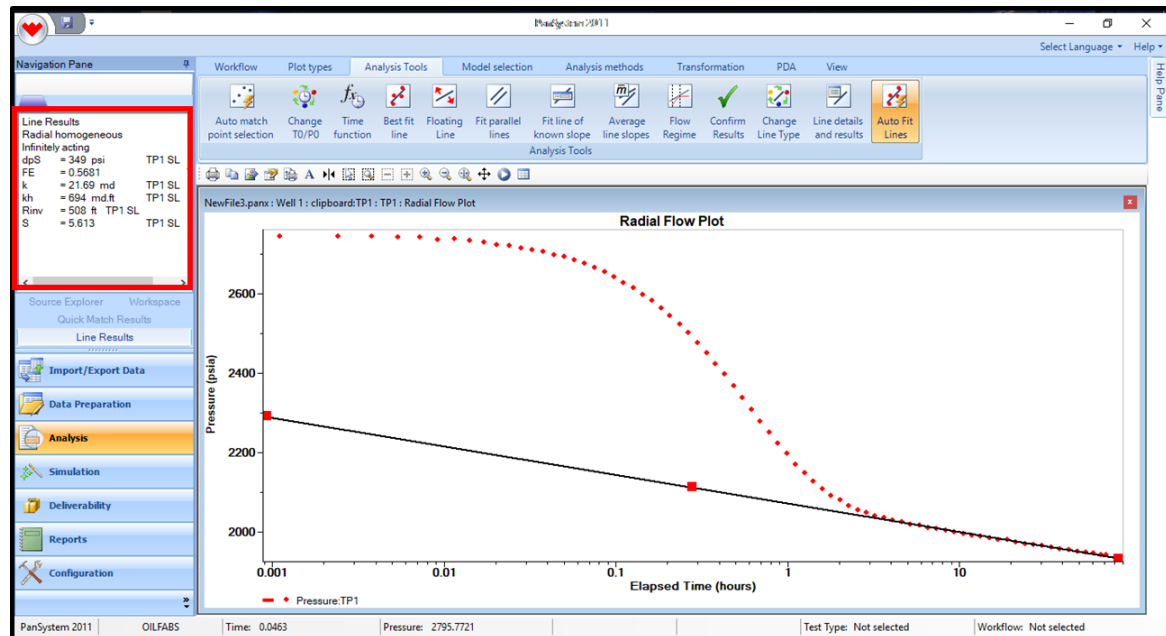
Calculate

Datum correction...      pseudo tables...      OK      Cancel

Hình 3.7: Các thông số dầu

Sau khi nhập đầy đủ các thông số cần thiết, quay lại thẻ **Analysis** để có thể thực hiện phân tích tính toán các thông số độ thấm, hệ số skin.

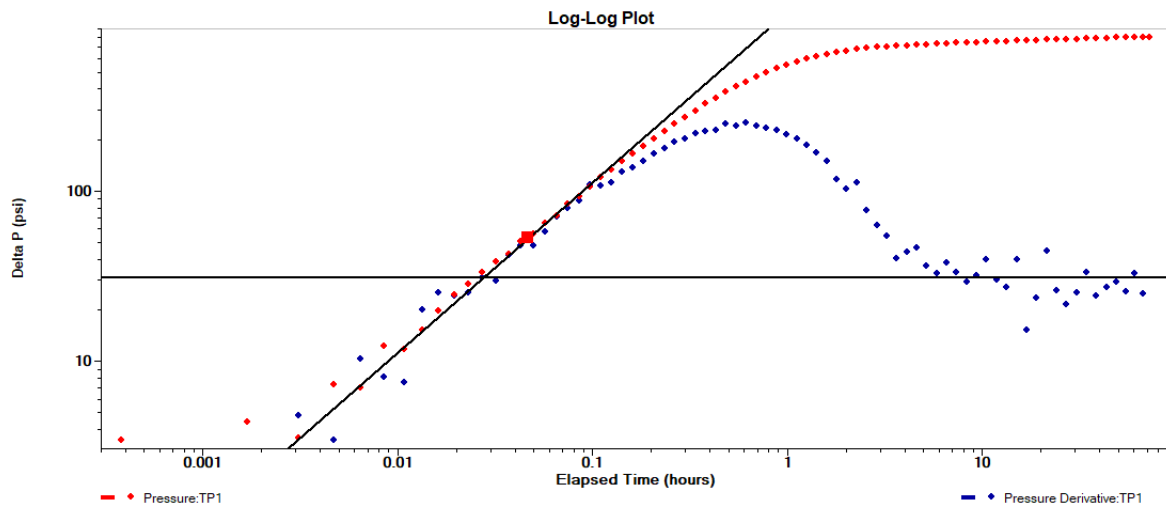
Trước hết thực hiện phân tích với dạng đồ thị Semi-log. Đi đến thẻ **Plot types** lựa chọn dạng đồ thị Semi-log, chọn các điểm có xu hướng nằm trên một đường thẳng và chọn công cụ **Best fit line** như Hình 3.8.



Hình 3.8: Đồ thị Semi-log và kết quả tính toán

Các kết quả cũng được thể hiện trong Hình 3.8 (Phần được khoanh màu đỏ) với độ thấm  $k = 21.69$  mD, hệ số skin  $S = 5.61$  và bán kính ảnh hưởng vào khoảng 508 ft.

Tiếp tục thực hiện với đồ thị Log-log nhận thêm được giá trị hệ số Wellbore storage  $C = 0.0053$  psi/bbl.



Hình 3.9: Đồ thị Log-log

## 3.2 Phương trình cân bằng vật chất

### 3.2.1 Tổng quan

Phương trình cân bằng vật chất (Material Balanced Equation, MBE) được xem như là một công cụ cơ bản cho các kỹ sư công nghệ mỏ trong quá trình thực hiện phân tích và mô phỏng các tính chất vỉa.

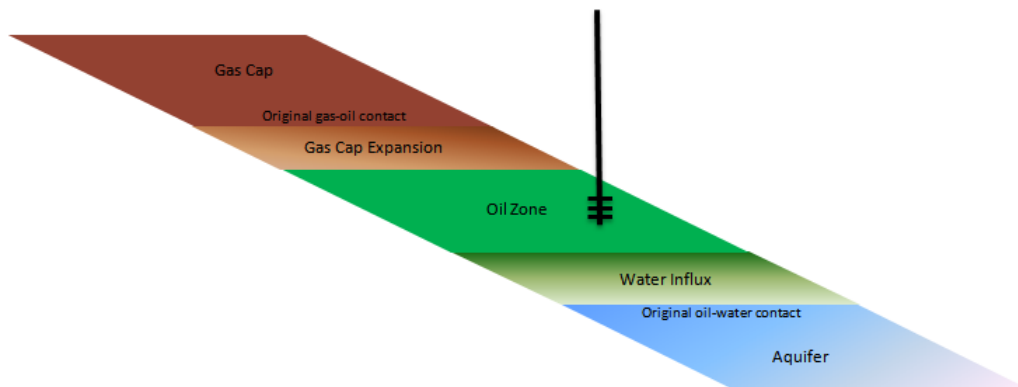
Phương trình cân bằng vật chất được áp dụng để:

- Tính toán sơ bộ các thông số vỉa như lượng hydrocarbon ban đầu, kích thước mũ khí
- Xác định sự xuất hiện, kích thước của tầng nước đáy
- Dự đoán độ sâu của các điểm tiếp xúc giữa Gas/Oil, Oil/Water và Gas/Water
- Dự đoán áp suất vỉa trong quá trình khai thác hay quá trình bơm ép
- Dự đoán các đặc tính vỉa và giếng khai thác

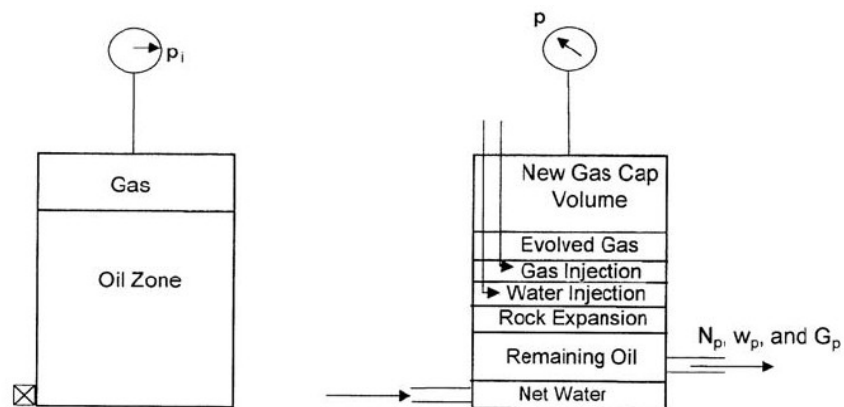
- Đưa ra các dữ liệu đầu vào cho quá trình mô phỏng vỉa.

Định nghĩa của phương trình cân bằng vật chất được giới thiệu năm 1941 bởi Schilthuis, toàn bộ vỉa được giả sử như là một bình chứa đồng nhất với áp suất trung bình vỉa  $P$  và độ bão hòa chung cho toàn vỉa, thể tích của bình chứa này luôn được bảo toàn:

$$\text{Thể tích ban đầu} = \text{Thể tích còn lại} + \text{Thể tích khai thác được}$$



Hình 3.10: Vỉa giả sử



Hình 3.11: Mô hình cân bằng vật chất



Phương trình cân bằng vật chất có thể được viết dưới dạng tổng quát như sau:

**Thể tích không gian rỗng bị chiếm chỗ bởi thể tích dầu ban đầu tại áp suất  $p_i$  + Thể tích không gian rỗng bị chiếm chỗ bởi khí trong mũ khí tại áp suất  $p_i$  =**

**Thể tích không gian rỗng bị chiếm chỗ bởi lượng dầu còn lại trong vỉa tại áp suất  $p$**

**+**

**Thể tích không gian rỗng bị chiếm chỗ bởi khí trong mũ khí tại áp suất  $p$**

**+**

**Thể tích không gian rỗng bị chiếm chỗ bởi sự giãn nở của khí hòa tan tại áp suất  $p$**

**+**

**Thể tích không gian rỗng bị chiếm chỗ bởi nước xâm nhập tại áp suất  $p$**

**+**

**Thể tích không gian rỗng thay đổi do sự giãn nở của nước liên kết và thể tích không gian rỗng giảm do sự giãn nở của đá**

**+**

**Thể tích không gian rỗng bị chiếm chỗ bởi khí bơm ép tại áp suất  $p$**

**+**

**Thể tích không gian rỗng bị chiếm chỗ bởi nước bơm ép tại áp suất  $p$ .**

Phương trình có thể được viết lại dưới dạng đơn giản như sau:

$$F = N \times E_t + W_e \quad (3.2)$$

Với:  $F$  = Lượng dầu khai thác được

$N$  = Lượng dầu ban đầu trong vỉa

$E_t$  = Độ giãn nở tổng của chất lưu vỉa

$W_e$  = Lượng nước xâm nhập từ tầng nước đáy

Phương trình cân bằng vật chất là một công cụ tuyệt vời trong quá trình "history matching" tuy nhiên không đem lại hiệu quả cao trong dự đoán đặc tính vỉa trong tương lai.

### 3.2.2 Dự đoán đặc tính vỉa bằng MBAL

#### 3.2.2.1 Petroleum Experts và mô đun MBAL

MBAL là một mô đun được phát triển bởi Petroleum Experts, được sử dụng để phân tích cân bằng vật chất. Nguyên lý hoạt động chủ yếu dựa trên phương trình cân bằng vật chất có dạng tổng quát như sau:

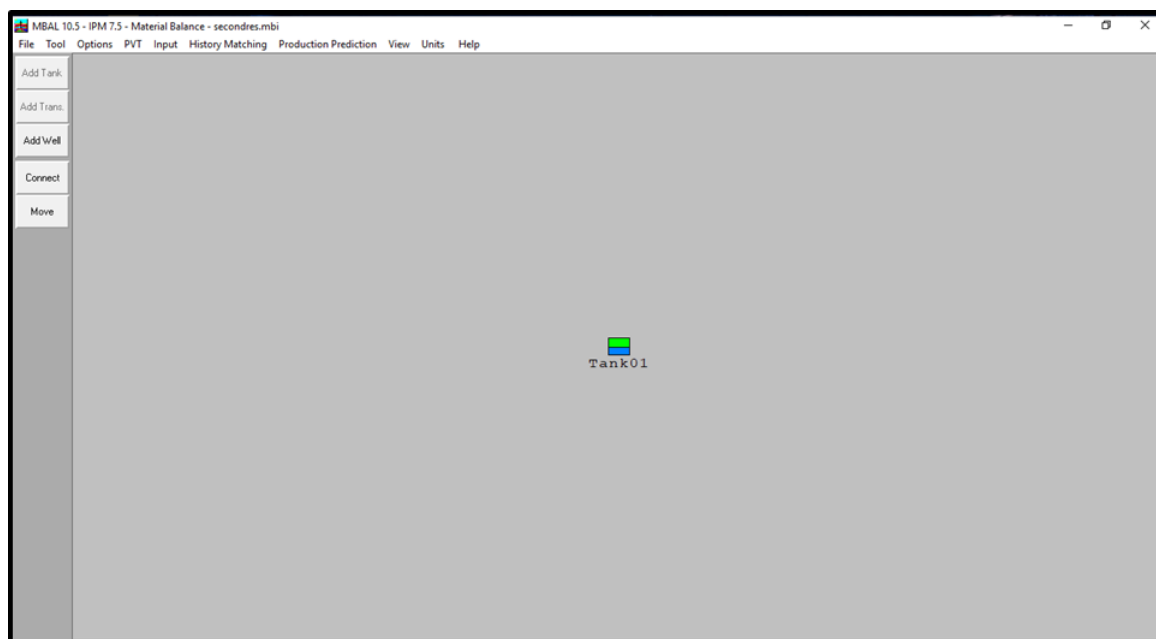
$$N_p[B_o + B_g(R_p - R_s)] + W_p B_w - W_{inj} B_{winj} - G_{inj} B_{ginj} - W_e B_w \\ = N \left\{ [B_o - B_{oi} + B_g(R_{si} - R_s)] + \frac{B_{oi}}{B_{gi}} m (B_g - B_{gi}) + B_{oi}(1 + m) \left( \frac{c_f + c_w S_w}{1 - S_w} \Delta P \right) \right\}$$

Một số ứng dụng của MBAL:

- Khớp lịch sử (History Matching) đặc tính vỉa để xác định lượng hydrocarbon ban đầu trong vỉa và cơ chế khai thác bằng tầng nước đáy (Aquifer)
- Xây dựng mô hình đa vỉa (Multi-tank reservoir)
- Phân tích đường cong suy giảm
- Điều chỉnh các thông số PVT tương ứng với các thông số thực tế, giảm thiểu sai số trong quá trình xây dựng mô hình.

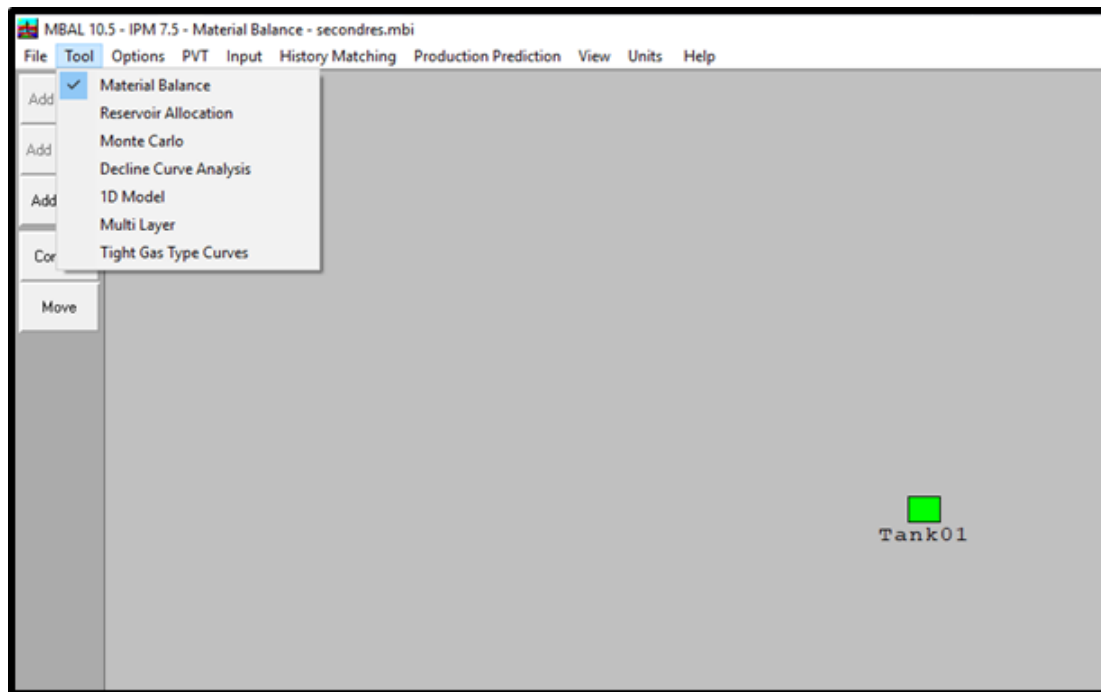
### 3.2.2.2 Thực hành với MBAL

Mô đun MBAL có giao diện như Hình 3.12.



Hình 3.12: Giao diện MBAL

Từ giao diện, lựa chọn công cụ phân tích cân bằng vật chất tại thẻ **Tool**, Hình 3.13.



Hình 3.13: Công cụ phân tích MBA

Nhập các thông số cần thiết (được tính toán từ thí nghiệm PVT) Hình 3.14.

Hình 3.14: Các thông số từ thí nghiệm PVT

Các tính dầu được xác định dựa trên mô hình Black oil. Ngoài ra, độ khoáng hóa của nước được tính toán dựa trên các tính chất của nước, khí khai thác được không chứa các thành phần  $H_2S$ ,  $CO_2$  và  $N_2$ .

Các phương trình cơ bản của mô hình Black oil:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left[ \phi \left( \frac{S_o}{B_o} + \frac{R_V S_g}{B_g} \right) \right] + \nabla \cdot \left( \frac{1}{B_o} \vec{u}_o + \frac{R_V}{B_g} \vec{u}_g \right) = 0 \quad (3.3)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} \left[ \phi \left( \frac{S_w}{B_w} \right) \right] + \nabla \cdot \left( \frac{1}{B_w} \vec{u}_w \right) = 0 \quad (3.4)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} \left[ \phi \left( \frac{R_S S_o}{B_o} + \frac{S_g}{B_g} \right) \right] + \nabla \cdot \left( \frac{R_S}{B_o} \vec{u}_o + \frac{1}{B_g} \vec{u}_g \right) = 0 \quad (3.5)$$

Lựa chọn mô hình tính toán các thông số áp suất điểm bọt khí, tỉ số GOR, hệ số thành hệ, độ nhớt. Việc lựa chọn các mô hình tính toán phụ thuộc vào ba giá trị: Parameter 1, parameter 2, standard deviation được thể hiện như trong Hình 3.15.

**Oil - Black Oil: Correlations - Oil**

Done Cancel Help Reset Plot

Pb,Rs,Ba Uo,Ug,Bg

Bubble Point	Glaso	Standing	Lasater	Vazquez-Beggs	Petrosky	Al-Marhoun
Parameter 1	1.00244	1.03461	1.1534	0.943352	0.980151	0.969717
Parameter 2	5.38041	71.6951	259.976	-141.487	-45.7779	-71.3922
Std Dev.	2.68873e-7	1.81899e-11	6.50289e-11	3.50155e-11	1.18234e-11	1.81899e-11

Solution GOR	Glaso	Standing	Lasater	Vazquez-Beggs	Petrosky	Al-Marhoun
Parameter 1	1.01726	0.957465	0.871995	1.15828	1.44029	1.09305
Parameter 2	-11.5983	-18.3938	-58.6959	-2.10916	-189.538	-0.799262
Std Dev.	2.35987e-7	1.80826e-11	6.05402e-11	7.17321e-7	2.86042e-9	0.00237294

Oil FVF	Glaso	Standing	Lasater	Vazquez-Beggs	Petrosky	Al-Marhoun
Parameter 1	1.05629	0.896566	0.896566	0.896088	0.921443	0.758469
Parameter 2	-0.0614991	0.107496	0.107496	0.103912	0.0673603	0.282821
Parameter 3	1	1	1	1	1	1
Parameter 4	0	0	0	0	0	0
Std Dev.	3.49104e-9	2.85505e-9	2.85506e-9	2.87976e-9	2.46453e-9	2.59381e-9

Hình 3.15: Lựa chọn tương quan tính toán

Trong đó, giá trị Parameter 1 càng gần 0 càng tốt, giá trị Parameter 2 càng gần 1 càng tốt và giá trị Standard Deviation càng nhỏ càng tốt. Mô hình nào nhận được 2 trong 3 giá trị tốt hơn các mô hình khác sẽ được sử dụng để tính toán các áp suất điểm bọt khí, độ nhớt, tỉ số GOR và hệ số thành hệ. Đối với dữ liệu của bài toán này, mô hình Glaso sẽ được sử dụng cho việc tính toán áp suất điểm bọt khí, hệ số thể tích thành hệ, tỉ số khí-dầu; mô hình Beggs được lựa chọn để tính toán độ nhớt.

Sau khi lựa chọn được các mô hình tính toán phù hợp, thực hiện nhập các giá trị ban đầu cho mô hình vỉa, Hình 3.16. Giá trị OOIP ở đây chỉ là dự đoán sơ lược từ các dữ liệu địa chất khác.

Tank Input Data - Tank Parameters

Done Cancel Help Import

Tank Parameters Water Influx Rock Compress. Rock Compaction Pore Volume vs Depth Relative Permeability Production History

Tank Type: Oil

Name: Tank01

Temperature: 250 deg F

Initial Pressure: 4000 psig

Porosity: 0.23 fraction

Connate Water Saturation: 0.15 fraction

Water Compressibility: Use Corr 1/psi

Initial Gas Cap: 0

Original Oil In Place: 205 MMSTB

Start of Production: 01/01/2001 date m/d/y

Monitor Contacts

Gas Coning

Water Coning

Use Fractional Flow Table (instead of rel perms)

Calculate Pb...

<< Prior Next >> Validate

Hình 3.16: Các thông số ban đầu

Do không có thông số nào chứng tỏ vĩa có sự tồn tại của tầng nước đáy nên thễ **Water Influx** được bỏ trống.

Tank Input Data - Water Influx

✓ Done ✗ Cancel ? Help

Tank Parameters	Water Influx	Rock Compress.	Rock Compaction	Pore Volume vs Depth	Relative Permeability	Production History
Model: <span>None</span>						

<< Prior    Next >>

Hình 3.17: Water Influx



Độ nén của đá được tính toán dựa trên các tương quan.

Tank Input Data - Rock Properties

✓ Done ✗ Cancel ? Help

Tank Parameters Water Influx **Rock Compress.** Rock Compaction Pore Volume vs Depth Relative Permeability Production History

Rock Compressibility 3.32677e-6 1/psi

From Correlation  
> Variable vs Pressure  
> User Specified  
> None

<< Prior Next >>

Hình 3.18: Độ nén đá

Tiếp tục nhập các giá trị độ thấm tương đối.

Tank Input Data - Relative Permeabilities

Tank Parameters | Water Influx | Rock Compress. | Rock Compaction | Pore Volume vs Depth | **Relative Permeability** | Production History

Rel Perm. from: **Corey Functions**  
 Hysteresis: No  
 Modified: No

Water Sweep Eff. 100 percent  
 Gas Sweep Eff. 100 percent

	Residual Saturation	End Point	Exponent
	fraction	fraction	
K <sub>rw</sub>	0.15	0.63	0.84
K <sub>ro</sub>	0.15	0.8	1.5478
K <sub>rg</sub>	0.02	0.9	1

WARNING : Enter saturations relative to total system

Hình 3.19: Độ thấm tương đối

Dữ liệu cuối cùng cần được đưa vào là các giá trị khai thác trong lịch sử như Hình 3.20

Tank Input Data - Production History

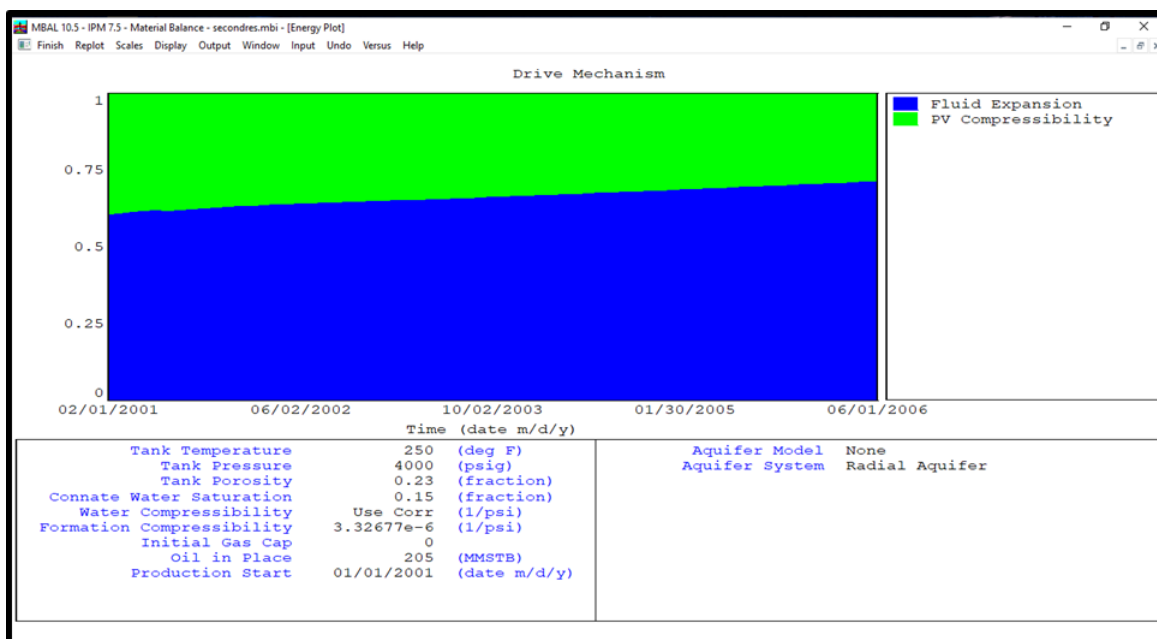
☒ Done
 ☐ Cancel
 ☐ Help
 ☐ Import
 ☐ Plot
 ☐ Report
 ☐ Copy
 ☐ Layout

	Tank Parameters	Water Influx	Rock Compress.	Rock Compaction	Pore Volume vs Depth	Relative Permeability	Production History	
	Time	Reservoir Pressure	Cum Oil Produced	Cum GOR	Cum Wat. Produced	Cum Gas Injected	Cum Wat. Injected	Regression Weighting
	date m/d/y	psig	MMSTB	scf/STB	MMSTB	MMscf	MMSTB	
1	01/01/2001	4000	0	0	0			Medium Edit..
2	02/01/2001	3885.64	0.356222	500	0			Medium Edit..
3	03/01/2001	3836.75	0.586151	499.999	0			Medium Edit..
4	04/01/2001	3762.57	0.927019	499.999	0			Medium Edit..
5	05/01/2001	3705.21	1.24942	499.998	0			Medium Edit..
6	06/01/2001	3655.34	1.57649	500	0			Medium Edit..
7	07/01/2001	3707.56	1.57649	500	0			Medium Edit..
8	08/01/2001	3647.76	1.89402	500.001	0			Medium Edit..
9	09/01/2001	3602.54	2.20527	499.998	0			Medium Edit..
10	10/01/2001	3565.38	2.50173	500.002	0			Medium Edit..
11	11/01/2001	3531.51	2.80395	500.002	0			Medium Edit..
12	12/01/2001	3502.16	3.09282	500	0			Medium Edit..
13	01/01/2002	3471.13	3.39831	500.001	0			Medium Edit..
14	02/01/2002	3442.89	3.70051	499.999	0			Medium Edit..
15	03/01/2002	3418.26	3.98042	500	0			Medium Edit..
16	04/01/2002	3393.39	4.27695	499.999	0			Medium Edit..

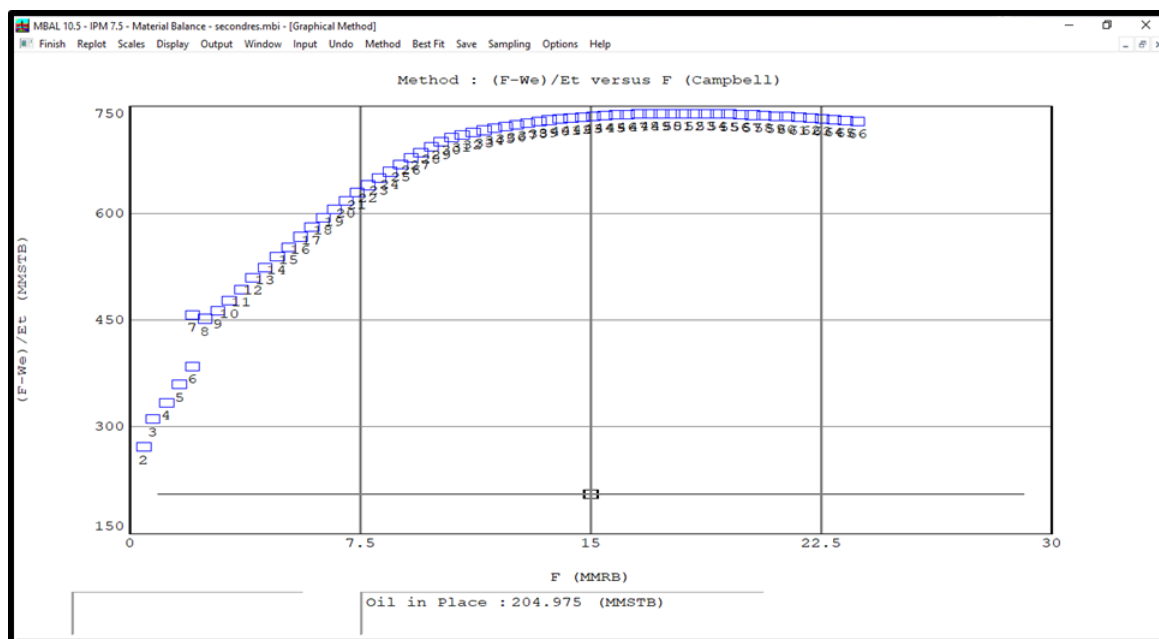
☒ Work with GOR

Hình 3.20: Lịch sử khai thác

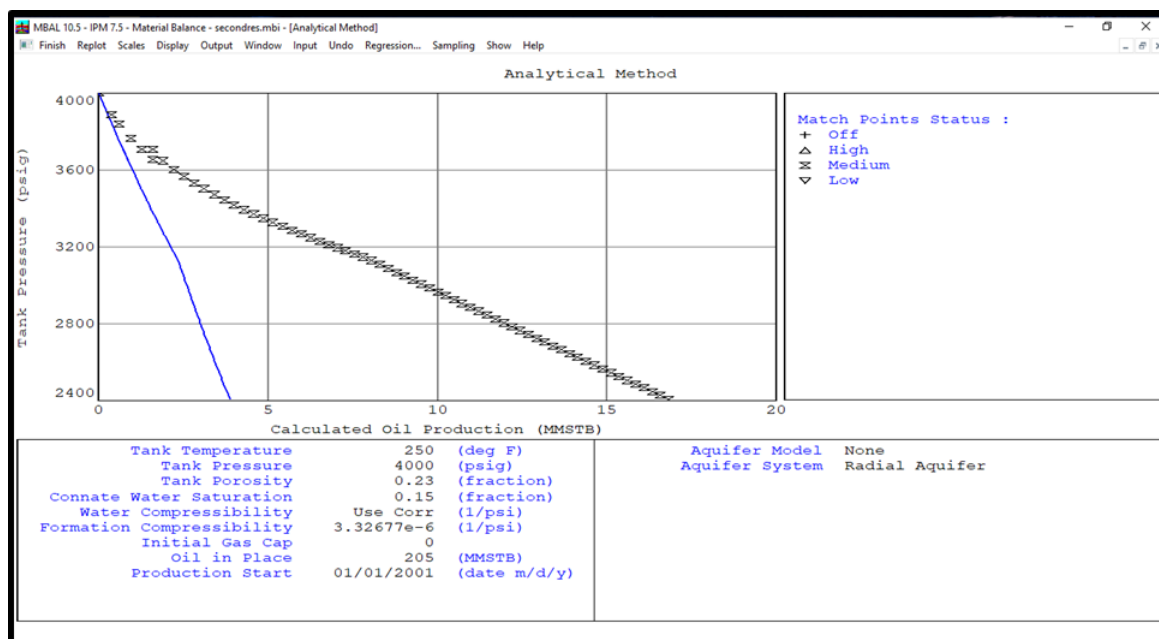
Sau khi nhập đầy đủ các dữ liệu cần thiết, quay lại giao diện tổng để tiếp tục thực hiện khớp lịch sử. Tại thẻ **History Matching** lựa chọn **All** nhận được các đồ thị như sau:



Hình 3.21: Cơ chế năng lượng vỉa



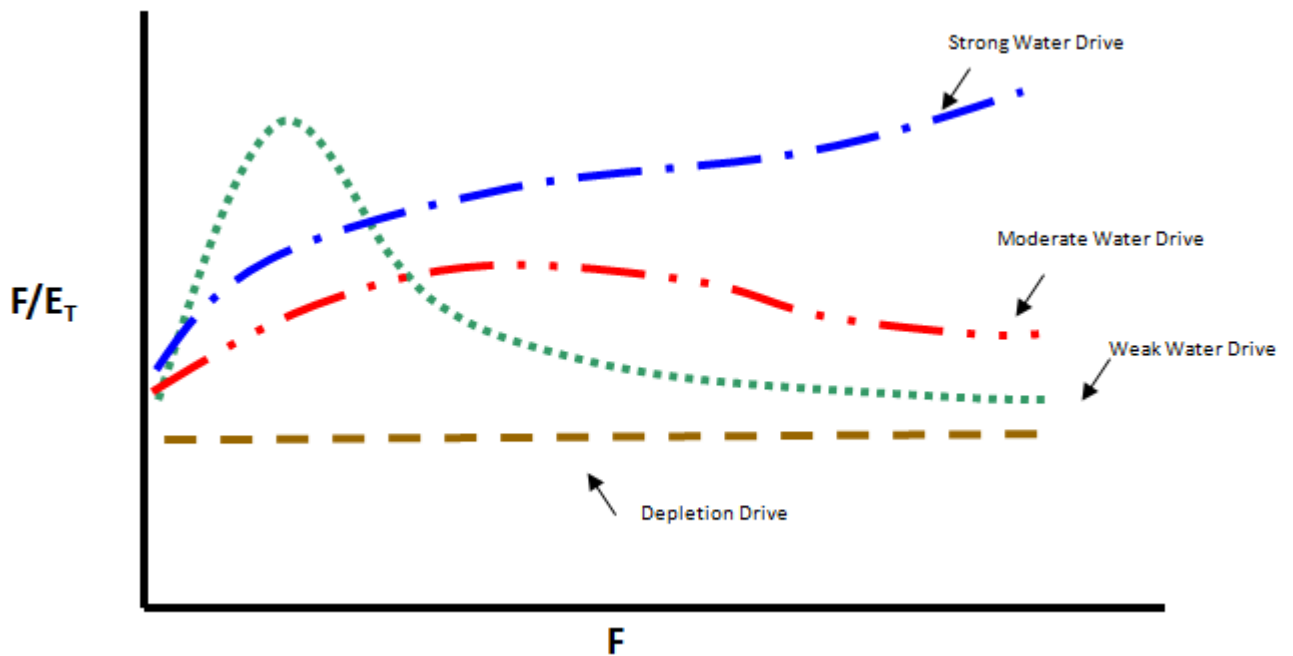
Hình 3.22: Phương pháp Graphical



Hình 3.23: Phương pháp Analytical

Trong đó Hình 3.21 thể hiện mối quan hệ giữa các cơ chế năng lượng vỉa, Hình 3.22 dự đoán cơ chế thu hồi có thể thực hiện, Hình 3.23 cho thấy mức độ thay đổi của áp suất vỉa theo lượng dầu khai thác được đối với mô hình đang xét.

Lưu ý rằng, phương pháp Graphical Hình 3.22 chính là đồ thị Campbell dự đoán các cơ chế khai thác (Hình 3.24). Dựa vào cả hai đồ thị này thấy được ở mô hình vỉa đang xét có sự xuất hiện của cơ chế năng lượng tầng nước đáy.



Hình 3.24: Đồ thị Campbell

Tuy nhiên, đồ thị cơ chế năng lượng vỉa Hình 3.21 lại không thể hiện sự xuất hiện của tầng nước đáy, do đó **Water Influx** cần phải được lựa chọn là một thông số đầu vào của mô hình vỉa. Tương quan được lựa chọn để tính toán là Hurst-van Everdinger-Modified với các thông số như Hình 3.25.

**Tank Input Data - Water Influx**

Model:

System:

Reservoir Thickness:  feet

Reservoir Radius:  feet

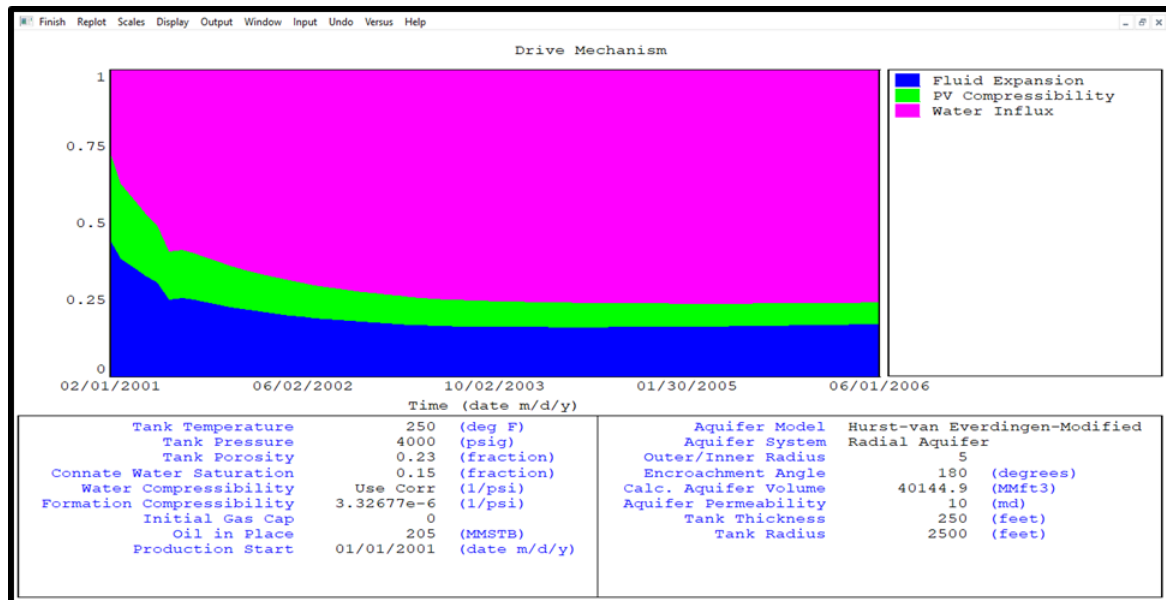
Outer/Inner Radius ratio:

Encroachment Angle:  degrees

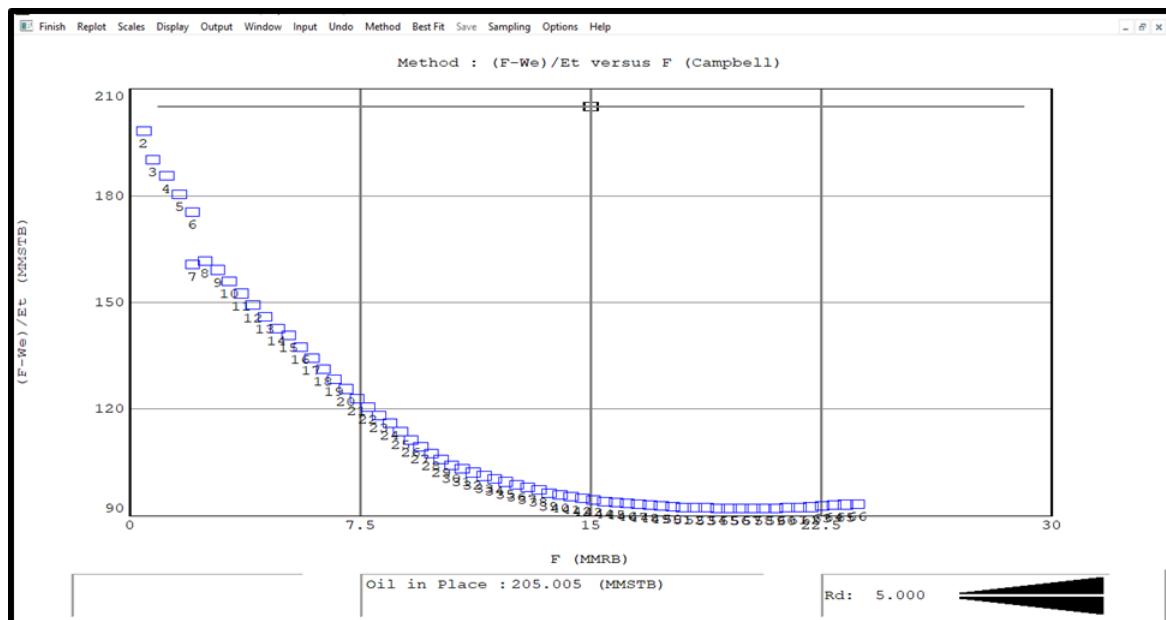
Aquifer Permeability:  md

Hình 3.25: Lựa chọn mô hình Water Influx

Thực hiện lại quá trình khớp lịch sử cho mô hình mới thu được các đồ thị sau:

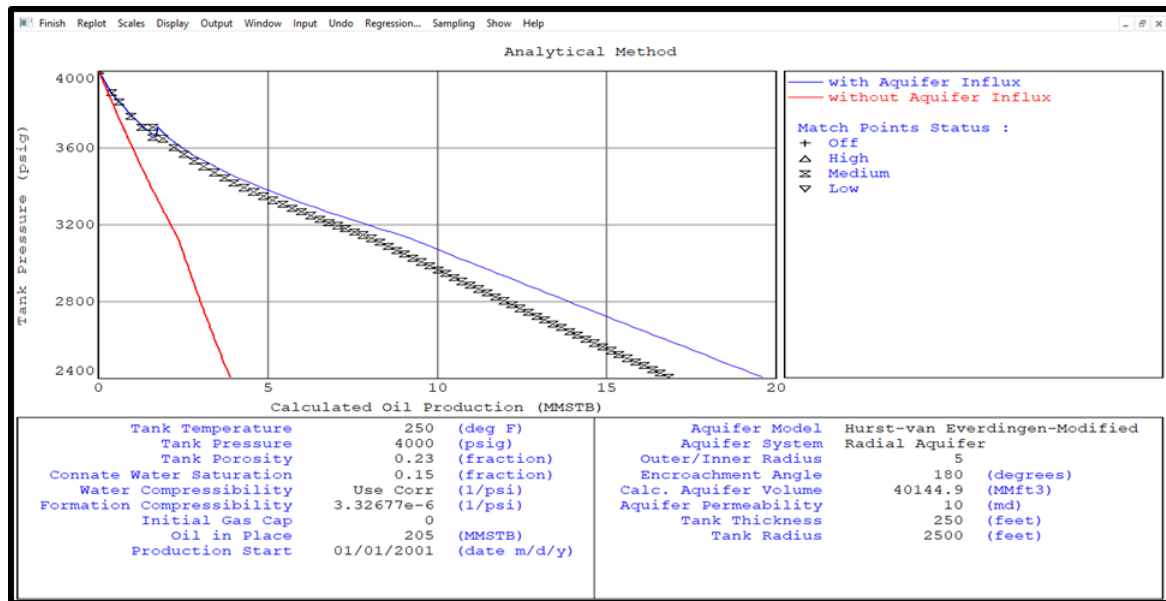


Hình 3.26: Cơ chế năng lượng vỉa

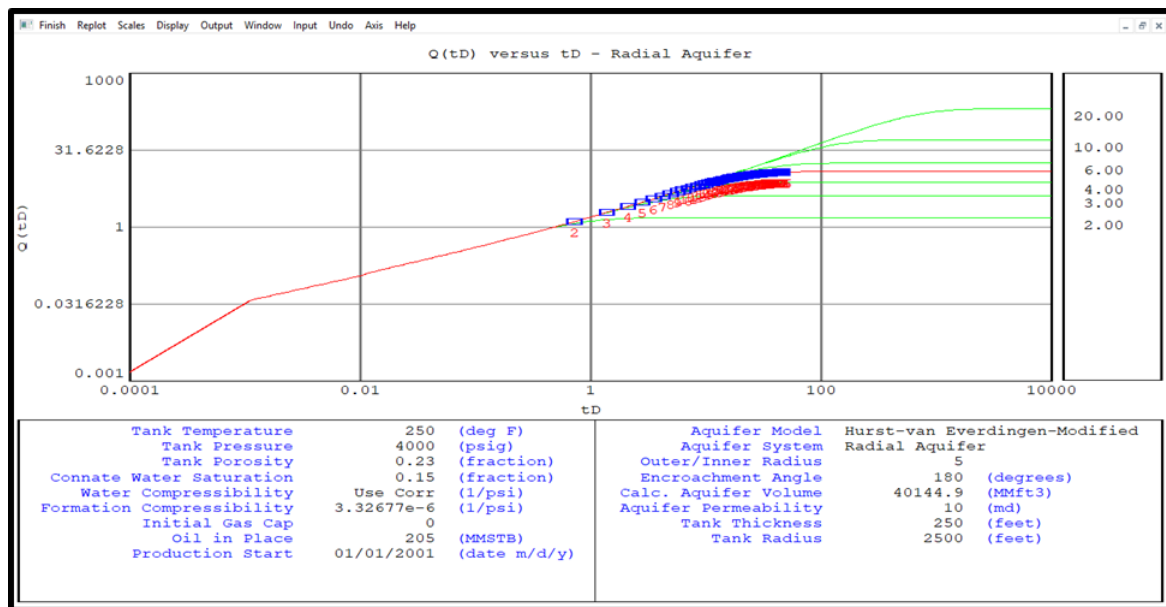


Hình 3.27: Phương pháp Graphical





Hình 3.28: Phương pháp Analytical



Hình 3.29: Lưu lượng tầng nước đáy

Đồ thị Hình 3.28 cho thấy rằng đối với mô hình tầng nước đáy đang xét, mô hình tính toán dự đoán lưu lượng khai thác lớn hơn so với thực tế quan sát được. Cần phải thực hiện tinh chỉnh lại dữ liệu đầu vào để mô hình đưa ra được kết quả chính xác hơn. Công việc này có thể được thực hiện tại thẻ **Regression...** ở đồ thị Analytical. Sau khi lựa chọn thẻ **Regression...** chương trình sẽ hiển thị cửa sổ như Hình 3.30, tích vào những lựa chọn cần thiết cho tinh chỉnh dữ liệu (Oil in Place, Outer/Inner Radius, Encroachment Angle, Aquifer Permeability):

Parameter	Value	Unit
<input checked="" type="checkbox"/> Oil in Place	205	MMSTB
<input checked="" type="checkbox"/> Outer/Inner Radius	5	
<input type="checkbox"/> Reservoir Radius	2500	feet
<input checked="" type="checkbox"/> Encroachment Angle	180	degrees
<input type="checkbox"/> Reservoir Thickness	250	feet
<input type="checkbox"/> Porosity	0.23	fraction
<input checked="" type="checkbox"/> Aquifer Permeability	10	md
<input type="checkbox"/> Formation Compressibility		1/psi

Iteration No:

Standard Deviation:

Hình 3.30: Thực hiện hồi quy tinh chỉnh dữ liệu đầu vào

Regression

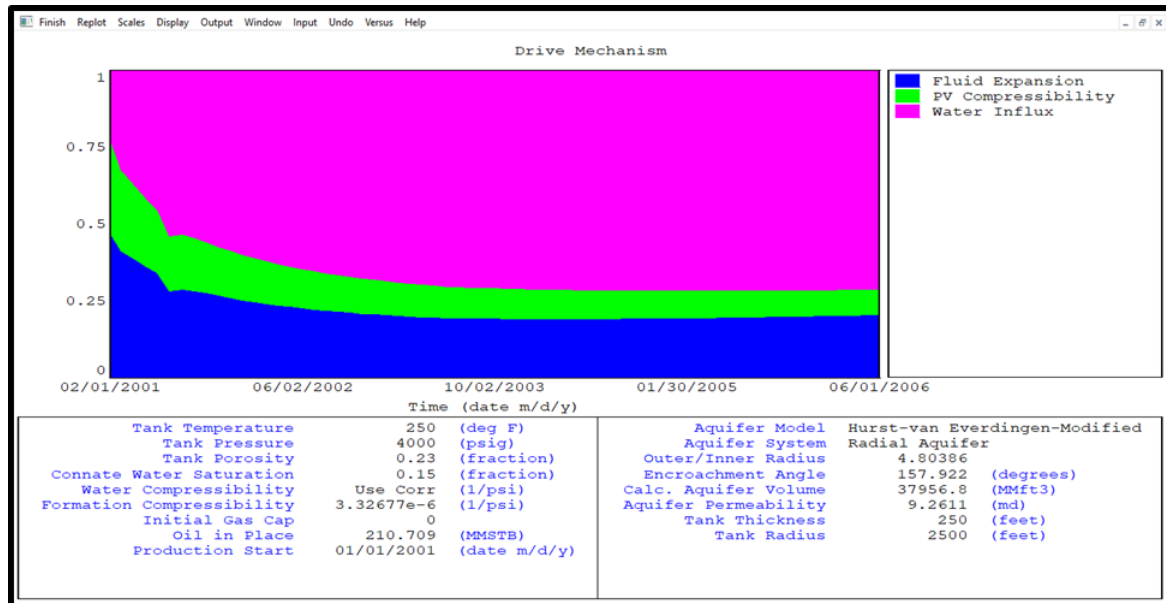
☒ Done
 ☒ Cancel
 ☒ Help
 ☒ Calc
 ☒ Reset
 ☒ Accept All Fits

Regress on	Start	Best Fit	
<input checked="" type="checkbox"/> Oil in Place	205	210.709	MMSTB
<input checked="" type="checkbox"/> Outer/Inner Radius	5	4.80386	
<input type="checkbox"/> Reservoir Radius	2500		feet
<input checked="" type="checkbox"/> Encroachment Angle	180	157.922	degrees
<input type="checkbox"/> Reservoir Thickness	250		feet
<input type="checkbox"/> Porosity	0.23		fraction
<input checked="" type="checkbox"/> Aquifer Permeability	10	9.2611	md
<input type="checkbox"/> Formation Compressibility			1/psi

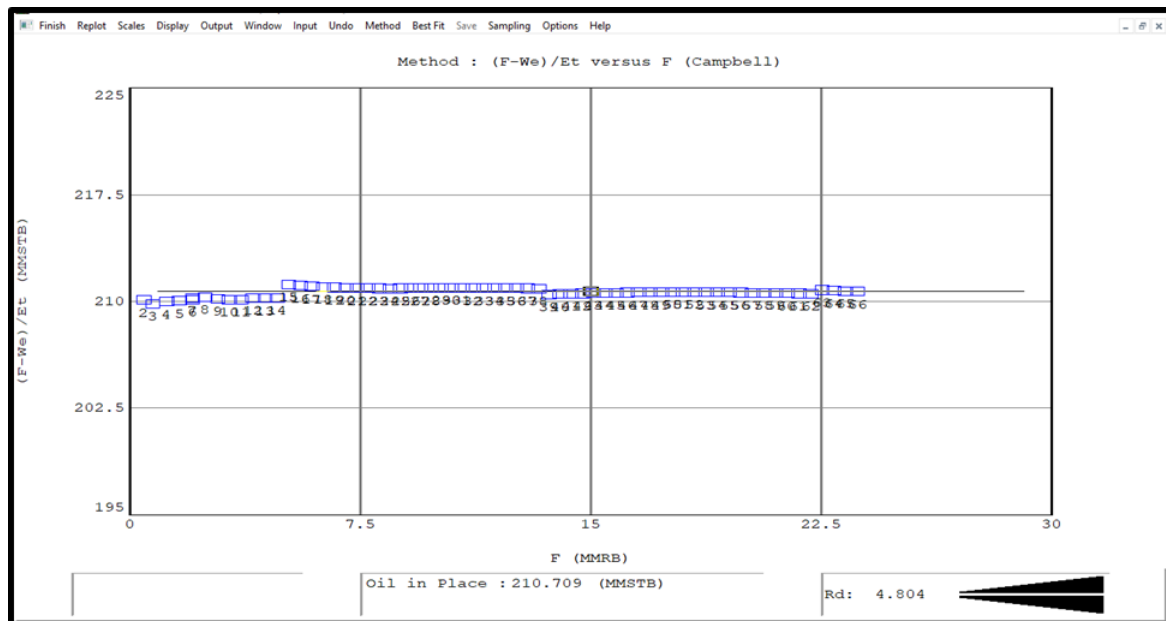
Iteration No 100      Standard Deviation 4.7724e-6

Hình 3.31: Kết quả sau hồi quy

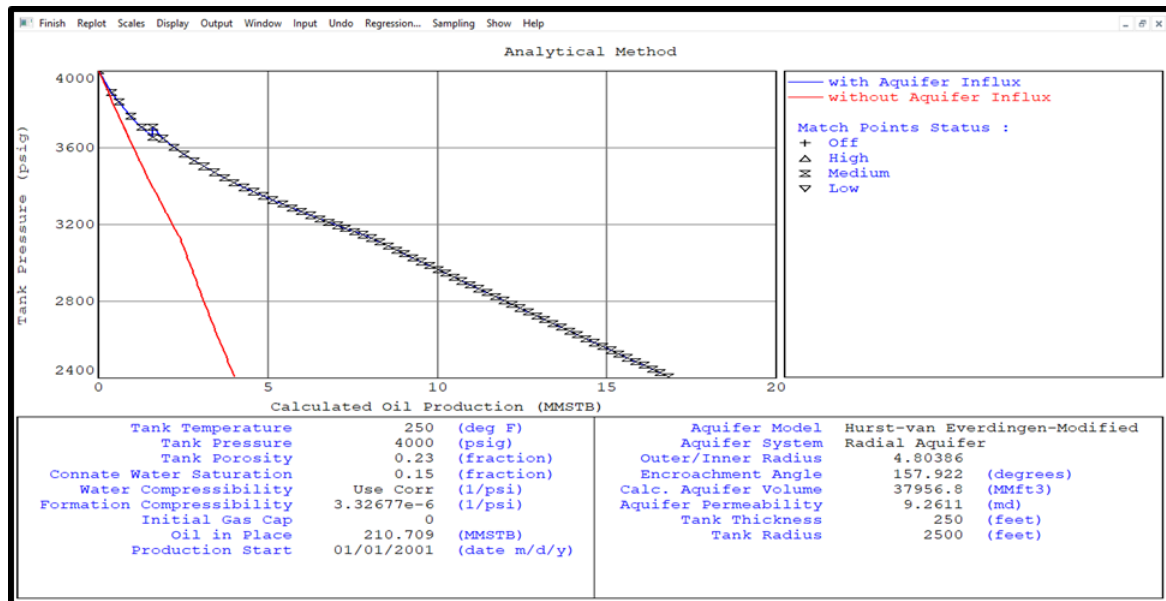
Hình 3.31 thể hiện kết quả nhận được sau khi thực hiện hồi quy tính số liệu đầu vào. Tiếp tục thực hiện khớp lịch sử với những dữ liệu đầu vào mới này nhận được kết quả như sau:



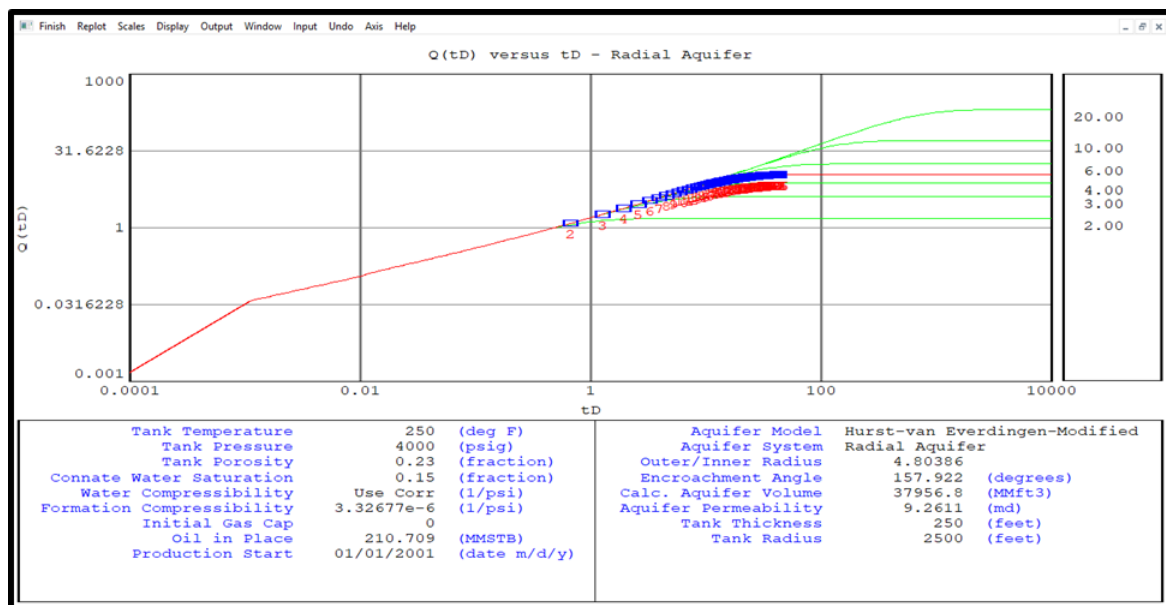
Hình 3.32: Cơ chế năng lượng vỉa



Hình 3.33: Phương pháp Graphical



Hình 3.34: Phương pháp Analytical



Hình 3.35: Lưu lượng tầng nước đáy

Mô hình đạt được hiện tại cho thấy sự chính xác hơn về lưu lượng khai thác dự đoán với trong thực tế quan sát được. Có thể đưa ra được những kết luận như sau:

- OOIP = 210.709 (MMSTB)
- Cơ chế năng lượng vỉa bao gồm: Sự giãn nở của lưu chất vỉa, sự nén của không gian rỗng trong vỉa, sự thâm nhập của tầng nước đáy
- Cơ chế thu hồi dầu có thể được sử dụng là *Depletion Drive*

### 3.3 Mô phỏng vỉa

#### 3.3.1 Tổng quan

Mô phỏng vỉa là quá trình xây dựng những mô hình có khả năng tính toán định lượng và minh giải những thông số vỉa (tĩnh và động) có xu hướng thay đổi trong tương lai.

Mô phỏng vỉa cần phải được thực hiện để có thể xác định được chiến lược lâu dài cho toàn vỉa:

- Đánh giá vỉa
  - + Xác định trữ lượng có khả năng thu hồi được một cách chính xác nhất
- Quản lý vỉa
  - + Đưa ra phương pháp mang lại hiệu quả kinh tế tốt nhất, số lượng giếng, vị trí đặt giếng và lưu lượng bơm ép
  - + Đưa ra cơ sở hạ tầng phù hợp
- Kiểm soát những yếu tố không mong muốn

- + Đánh giá rủi ro kinh tế trong quá trình thăm dò và giai đoạn sớm của vỉa
- + Đánh giá mức độ ảnh hưởng của đối tượng không mong muốn (early gas, water breakthrough, coning).

Mô hình thông dụng:

- Mô hình giải tích
- Mô hình số học

Cả hai mô hình trên đều thuộc về phương pháp mô phỏng sử dụng mô hình toán học.

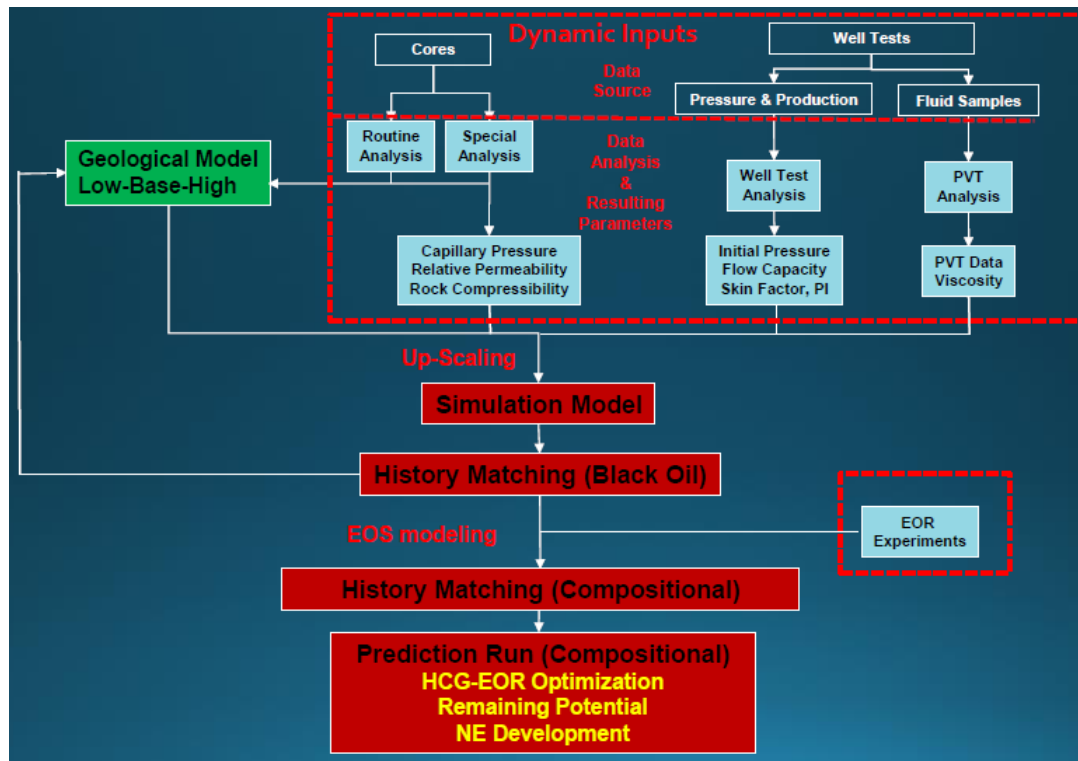
Mô hình giải tích thường được sử dụng cho các vỉa đơn giản, dựa trên những phương pháp phân tích có thể tính toán trực tiếp kết quả như:

- Phương trình cân bằng vật chất
- Đường cong suy giảm
- Mô phỏng tầng nước đáy (Aquifer)
- Phân tích thử vỉa

Mô hình số học được sử dụng cho những vỉa phức tạp, có những mô tả về dòng chảy lưu chất trong vỉa, thường sử dụng những phương pháp đưa ra kết quả gần đúng:

- Phương pháp sai phân hữu hạn
- Mô hình thủy động lực quanh giếng

Về cơ bản, quy trình mô phỏng được thực hiện theo sơ đồ Hình 3.36.



Hình 3.36: Quy trình mô phỏng vỉa

### 3.3.2 Mô phỏng vỉa với phần mềm ECLIPSE

#### 3.3.2.1 ECLIPSE

Chức năng cơ bản:

- Đánh giá các kịch bản phát triển mỏ
- Thiết kế vị trí giếng khoan mới
- Đánh giá kế quả khai thác
- Đặt lại vị trí giếng khoan cũ



- Kiểm tra lại.

Quá trình giải bài toán sai phân hữu hạn cũng được coi như là quá trình xử lý bài toán về các thành phần lưu chất, do đó, các mô hình mô phỏng được giới thiệu trong ECLIPSE cũng đồng thời dựa trên kỹ thuật tìm nghiệm cho bài toán sai phân hữu hạn.

Mô hình mô phỏng Black Oil:

- Hai pha dầu-khí có mặt trong vỉa được xét như là một thành phần
- Giả sử các thành phần của dầu và khí không thay đổi theo áp suất và thời gian.

Mô hình mô phỏng Compositional:

- Pha dầu và pha khí được xét là hỗn hợp đa thành phần
- Lưu chất vỉa trong mọi điều kiện nhiệt độ, áp suất, thành phần, thời gian được đặc trưng bởi phương trình trạng thái.

## **Chương 4**

# **KẾT LUẬN VÀ KIẾN NGHỊ**

### **4.1 Kết luận**

Trong thời gian thực tập tại Công ty Dầu khí Việt-Nhật, về cơ bản em đã hoàn thành được một số nhiệm vụ đã đề ra:

- Tìm hiểu về Công ty và các hoạt động hiện tại
- Tìm hiểu về phân tích thử vỉa, phân tích cân bằng vật chất và mô phỏng vỉa
- Làm quen với các phần mềm, mô đun phân tích chuyên dụng như PanSystem, MBAL, ECLIPSE.

### **4.2 Kiến nghị**

Qua quá trình thực tập em nhận thấy kiến thức được học tại Trường còn rất giới hạn, mong rằng các Thầy, Cô bộ môn sẽ sắp xếp để có thể truyền đạt thêm nhiều kiến thức hơn nữa cho sinh viên trong quãng thời gian sắp tới.